

Sistemas de protección en redes radiales de transmisión con generación distribuida

Ing. Tec. Luis Fabián Martínez Cabrera

lfmartinez@ute.com.uy

NOVIEMBRE 2010

Resumen:

Este documento describe los criterios y lecciones aprendidas, durante la realización de ajustes y proyectos en sistemas de protección con generación distribuida.

El flujo de potencia suministrado por generación distribuida afecta a los sistemas de protecciones de todos los radiales de la barra donde se conecta, y a los sistemas de protección aguas arriba debido al aporte y magnitud de la corriente de cortocircuito de estos.

Este trabajo detalla en particular, las distintas maneras de detectar por parte del relé de transformador de potencia de lado de 30kV los aportes de generación distribuida para fallas aguas arriba (150kV) y la dificultad de detectar por parte del relé del radial de 30kV donde se conecta el generador distribuido, si éste está generando.

Por último se mencionan las funciones y características que se usaron en los sistemas de protección y los datos necesarios que los proveedores deberían de suministrar para poder modelar el sistema en condiciones de funcionamiento normal y de falla.

Palabras claves:

Generación distribuida, sistema de protección, funcionamiento en isla, relé.

Glosario:

Generación distribuida: generación de pequeño porte, menor a 20MVA, generalmente conectada en el sistema de distribución y subtransmisión.

Sistema de protección SdP: se le llama al conjunto de equipamiento e instalación que tiene como principal objetivo proteger el sistema eléctrico de potencia. Los principales equipamientos que lo conforman son: relé, transformadores de medida, interruptor, comunicaciones.

Relé: IED (intelligent electronic device) que contiene las funciones de protección y control asociadas.

Isla: situación en la cual un generador distribuido y parte de la carga se desvincula del sistema eléctrico potencia.

1.0 INTRODUCCIÓN:

El sistema de potencia donde se desarrolla este trabajo está compuesto por una línea de alta tensión de 150kV entre las subestaciones de Bonete (BON) – Tacuarembó (TAC), Tacuarembó – Rivera (RIV) y Rivera – Conversora de frecuencia, interconexión Uruguay - Brasil.

La subestación Tacuarembó y Rivera transforman de 150kV a 30kV, siendo la potencia instalada de Tacuarembó de 40MVA y la potencia instalada de Rivera de 30MVA.

Sin generación distribuida la única fuente que alimentaba las fallas en el sistema descrito era Bonete (la Conversora no aporta a cortocircuitos). Por esta razón las subestaciones contaban con sistemas de protección solo del lado de generador, en este caso desde Bonete.

Al instalar generación distribuida en 30kV las fallas que ocurren aguas arriba son alimentadas desde Bonete y desde el generador distribuido. Por ej. para una falla en la línea de 150kV Bonete – Tacuarembó, el sistema de protección de línea solo abre en un extremo Bonete y la falla no es extinguida por seguir alimentándose desde los generadores distribuidos, provocando corte de energía.

Las condiciones de funcionamiento más relevantes de los generadores distribuidos para el sistema de protección, en el caso estudiado son: a) se permiten que los mismos se autodespachen y b) no son capaces de regular frecuencia y tensión, por lo cual al estar instalados en radiales que comparten con otros clientes, no se les permite funcionar en isla.

El desafío del sistema de protección es lograr abrir todas las fuentes que alimentan el defecto sin tener que instalar sistema de protección de la línea Bonete – Tacuarembó en el extremo de Tacuarembó, sistema de protección de la línea Tacuarembó – Rivera en el extremo Rivera, protección de barras de 150kV en Tacuarembó y en Rivera.

Por todo lo expuesto, las principales características del sistema de protección son los siguientes:

- debe detectar los aportes de todas las fuentes, sean estas de generación y/o generación distribuida de manera de aislar la falla en forma rápida, selectiva y confiable.

- debe impedir que la generación distribuida funcione en isla
- debe permitir la reconexión de generación distribuida solo en el puesto de conexión del generador.
- debe generar las condiciones para que los recierres en las líneas radiales de 150kV sean exitosos.

El presente artículo se divide en las siguientes secciones:

- Descripción de los sistemas de protección
- Dificultades encontradas en la detección de fallas en 150kV desde 30kV
- Dificultades encontradas en la detección de aporte de generación distribuida desde los relés de 30kV
- Principales características del sistema de protección y datos necesarios para el estudio.
- Conclusiones

2.0 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES:

En el unifilar de la fig. 1, se muestra la propuesta de protección implementada para generación distribuida, el cual consiste en: el sistema de protección de línea A, B, K para proteger las líneas de 150kV desde el lado de generador, sistema de protección del transformador C, D, G, H y sistema de protección de los radiales con generación distribuida E, I, y sistema de protección de radiales sin generación distribuida G, J.

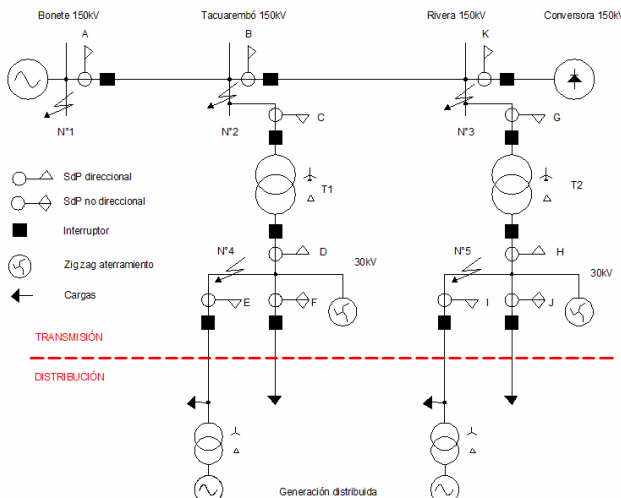


Fig. 1: Esquema del sistema de protección implementado.

2.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y SUS CAMBIOS DEBIDO A GENERACIÓN DISTRIBUIDA:

2.1.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA A, B.

Sin generación distribuida:

Compuesto principalmente por la función distancia, con función de sobrecorriente de respaldo y recierre tripolar debido a ser línea radial y no tener interruptor en el otro

extremo de la línea. El tiempo muerto de recierre utilizado en las líneas es de 450ms.

Los disparos del sistema de protección solo abre el interruptor de línea.

Con generación distribuida a lo antes descrito se agrega:

Se emite una transferencia de disparo a todos los generadores distribuidos aguas abajo.

A las funciones ya implementadas se le agrega la función chequeo de sincronismo para la condición barra viva – línea muerta. Con esta condición nos aseguramos que los generadores distribuidos se desconectaron del sistema, y que el recierre sea exitoso.

2.1.2 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR C, D, G, H.

Sin generación distribuida:

Compuesto por la función diferencial del transformador, sobrecorriente de fase y tierra del lado de 150kV y sobrecorriente de fase de 30kV.

Los disparos del diferencial del transformador o del sobrecorriente de 150kV abren los interruptores de 150 y 30kV del transformador

Con generación distribuida:

Se reconfigura el relé D y H de manera de detectar fallas en 150kV y no detectar fallas en 30kV de su propia barra o de barras de 30kV de otra subestación.

Los disparos del diferencial del transformador o del sobrecorriente de 150kV abren los interruptores de 150 y de 30kV del transformador.

Los disparos del sobrecorriente de 30kV abre el interruptor del radial que tenga generación aportando al sistema y reenvía un interdisparo al generador distribuido.

Además se implementa una lógica que detecta la apertura del interruptor del 150kV o 30kV, para el caso de apertura manual o protecciones propias del transformador, que abre el interruptor del radial que tenga generación y reenvía un interdisparo al generador distribuido.

2.1.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE RADIALES E, F, I, J.

Sin generación distribuida:

Compuesto por funciones de sobrecorrientes de fase y tierra no direccionales, y recierre sin condicionamientos. El tiempo de recierre es de 1 segundo.

Los disparos abren el interruptor del radial correspondiente.

Con generación distribuida:

En este caso cada generador distribuido tiene más de un radial por el cual se puede conectar a la subestación de transmisión, debido a esto en los radiales se presentan las siguientes situaciones:

1. Generación distribuida generando por este radial (grupo de ajustes 1).
2. Generación distribuida generando por otro radial (grupo de ajustes 2).
3. Sin generación distribuida (grupo de ajustes 3).

Estos distintos escenarios, condicionan el valor de las corrientes de cortocircuito en la barra de 30kV por lo que se decidió contar con un grupo de ajustes para cada situación.

Grupo de ajuste 1

Sobrecorriente direccional de fase y tierra
Función anti-isla formada por: subtensión AND (sobrefrecuencia OR subfrecuencia OR df/dt derivada de frecuencia)
Recierre con chequeo de sincronismo en condición barra viva – radial muerto. El tiempo muerto de recierre en los radiales es de 1s.
El disparo abre el interruptor del radial y envía interdisparo al generador distribuido.

Grupo de ajuste 2 y 3

Sobrecorriente direccional de fase y tierra
Recierre sin condicionamientos. El tiempo muerto de recierre en los radiales es de 1s.
El disparo abre el interruptor del radial.

Entre otras funciones comunes a los tres grupos de ajuste se destaca la función potencia direccional (32), que es usada para detectar en forma indirecta que el generador distribuido está generando. Esta señal está en paralelo por la enviada por el generador y determina en que grupo de ajuste debe estar la protección. Al mismo tiempo cuando las protecciones detectan esta situación se comunican los sistemas de protección de los distintos radiales de la misma barra para realizar los cambios de grupo de ajuste antes mencionados.

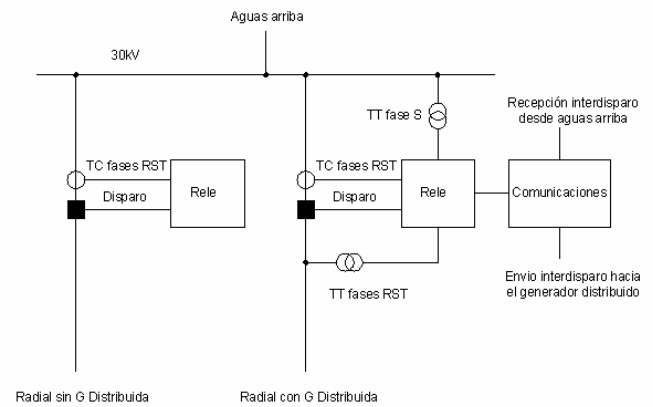


Fig. 2: Unifilar del sistema de protección de radiales

3.0 DIFICULTADES ENCONTRADAS EN LA DETECCIÓN DE FALLAS EN 150kV DESDE D Y H.

Estudios de cortocircuitos realizados con los generadores Bioener en S.E. Rivera y Fenirol y Los Piques en S.E. Tacuarembó indican los valores de cortocircuitos en amperes primarios (Ap) para los distintos niveles de tensión, según tabla 1.

CASO	TIPO de CC	Visto desde	/IA/	/IB/	/IC/	/I30/	Mayor la Ib lo	Minimo CC en 150kV visto desde RIV 30kV
Caso 1 CC en BON 150kV	FFF	RIV 30	521.4	521.2	521.3	0	521.4	387.2
Caso 1 CC en BON 150kV	FFT	RIV 30	160.7	382.3	515.3	0	515.3	
Caso 1 CC en BON 150kV	FT	RIV 30	338.4	387.2	147.2	0	387.2	
Caso 2 CC en TAC 150kV	FFF	RIV 30	701.8	702	701.9	0	702	
Caso 2 CC en TAC 150kV	FFT	RIV 30	352	553.9	694	0	694	
Caso 2 CC en TAC 150kV	FT	RIV 30	557.3	485.5	185.1	0	557.3	
Caso 3 CC en RIV 150kV	FFF	RIV 30	779.9	780	779.9	0	780	
Caso 3 CC en RIV 150kV	FFT	RIV 30	437.9	633.9	769.9	0	769.9	
Caso 3 CC en RIV 150kV	FT	RIV 30	644.7	526.4	214.8	0	644.7	
								Maximo CC en TAC 30kV visto desde RIV 30kV
Caso 4 CC en TAC 30kV	FFF	RIV 30	298.7	298.6	298.6	0	298.7	392.7
Caso 4 CC en TAC 30kV	FFT	RIV 30	275.5	123.9	392.7	0	392.7	
Caso 4 CC en TAC 30kV	FT	RIV 30	263.3	273.3	283	0	283	
Caso 5 CC en RIV 30kV	FFF	RIV 30	2344.3	2344.3	2344.3	0	2344.3	
Caso 5 CC en RIV 30kV	FFT	RIV 30	309.9	2127.6	1938.3	0	2127.6	
Caso 5 CC en RIV 30kV	FT	RIV 30	422.3	337.6	307.4	0	422.3	

CASO	TIPO de CC	Visto desde	/IA/	/IB/	/IC/	/I30/	Mayor la Ib lo	Minimo CC en 150kV visto desde TAC 30kV
Caso 1 CC en BON 150kV	FFF	TAC 30	791.6	791.6	791.6	0	791.6	407.5
Caso 1 CC en BON 150kV	FFT	TAC 30	176.5	649	727	0	727	
Caso 1 CC en BON 150kV	FT	TAC 30	517.3	409.5	288	0	517.3	
Caso 2 CC en TAC 150kV	FFF	TAC 30	1045.7	1045.7	1045.7	0	1045.7	
Caso 2 CC en TAC 150kV	FFT	TAC 30	502.2	871.3	998.2	0	998.2	
Caso 2 CC en TAC 150kV	FT	TAC 30	839	560	388.1	0	839	
Caso 3 CC en RIV 150kV	FFF	TAC 30	501.4	501.4	501.4	0	501.4	
Caso 3 CC en RIV 150kV	FFT	TAC 30	246.1	398.2	497.6	0	497.6	
Caso 3 CC en RIV 150kV	FT	TAC 30	407.5	393.3	205.4	0	407.5	
Caso 4 CC en TAC 30kV	FFF	TAC 30	3267.8	3267.8	3267.8	0	3267.8	
Caso 4 CC en TAC 30kV	FFT	TAC 30	300.1	2908.7	2749.5	0	2908.7	
Caso 4 CC en TAC 30kV	FT	TAC 30	409	351.6	274.4	0	409	
								Maximo CC en RIV 30kV visto desde TAC 30kV
Caso 5 CC en RIV 30kV	FFF	TAC 30	239.1	239.1	239.1	0	239.1	333.3
Caso 5 CC en RIV 30kV	FFT	TAC 30	270	106.4	333.3	0	333.3	
Caso 5 CC en RIV 30kV	FT	TAC 30	250.6	265.4	276.2	0	276.2	

Tabla 1: Estudio de cortocircuitos

Según la tabla 1 para el caso del relé H no es posible ajustar de manera de discriminar que opere para fallas en 150kV y que no opere para fallas en 30kV para todos los casos.

En este caso si damos prioridad a detectar defectos en 150kV, para salvar el recierre, debería de ajustar el relé H en 340Ap.

Si ocurriese un cortocircuito fase – fase – tierra en la barra de 30kV de Tacuarembó, situación muy poco probable, el relé H dispararía el radial con generación distribuida y al generador distribuido de Rivera en forma descoordinada.

3.1 USAR IMPEDANCIA PARA INDEPENDIZARSE DE LAS CORRIENTES

Una alternativa para detectar fallas en 150kV desde Rivera hasta Bonete, discriminando a su vez las fallas en 150kV de la línea Rivera – Conversora y las fallas en 30 kV de Tacuarembó es usar la función distancia.

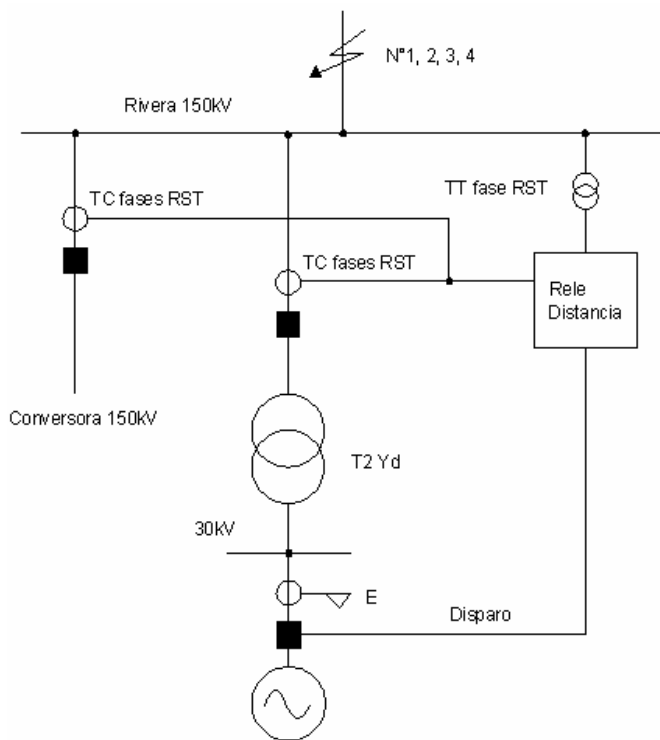


Fig. 3: Esquema del relé de distancia en Rivera para detectar fallas en 150kV

Una opción sin tener que completar el extremo de la línea Rivera Tacuarembó sería instalar un relé de protección de distancia alimentado por la suma de las corrientes de la secciones del transformador de rivera del lado de 150kV y de la línea Rivera conversora y usar las tensiones de barra de la subestación Rivera, ver fig. 3.

Los transformadores de corriente deberían de tener un devanado independiente para este propósito y la relación de transformación de los transformadores de corriente del transformador de potencia de Rivera y el transformador de corriente de la línea Rivera - Conversora para este devanado debería de ser la misma.

El disparo de esta función de distancia tendría las mismas características que antes mencionadas para D y H.

Para que sea viable esta alternativa se tiene que cumplir:

$$Zd_{RIV-TAC} + Zd_{Traf\acute{o} TAC} \geq 1,2 (Zd_{RIV-TAC} + Zd_{TAC-BON})$$

En este caso:

$$\begin{aligned} Zd_{RIV-TAC} (108km) &= 47.06 \angle 71.9^\circ \Omega p \text{ vistos en } 150kV \\ Zd_{TAC-BON} (137km) &= 50.03 \angle 71.6^\circ \Omega p \text{ vistos en } 150kV \\ Zd_{TRAFO TAC} (40 MVA) &= 51.36 \angle 88.62^\circ \Omega p \text{ vistos en } 150kV \end{aligned}$$

$$47.06 \angle 71.9^\circ + 51.36 \angle 88.62^\circ \geq 1,2 (47.06 \angle 71.9^\circ + 50.03 \angle 71.6^\circ)$$

$$97.42 \angle 80.4^\circ \geq 127.30 \angle 71.7^\circ$$

En este caso no se cumple la condición por lo que no se puede aplicar, de todas maneras, es una manera válida de obtener una buena selectividad.

Si la línea Bonete Tacuarembó tuviese 84km en lugar de 137km, se podría aplicar sin problemas.

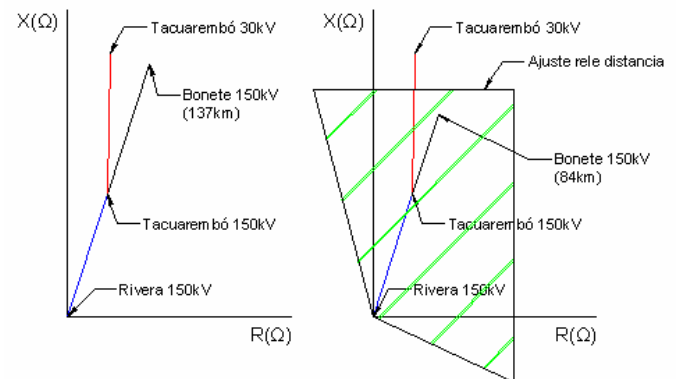


Fig. 4: Diagrama de impedancia para detectar fallas aguas arriba con relé de distancia.

4.0 DIFICULTADES ENCONTRADAS EN LA DETECCIÓN DE APOORTE DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA HACIA LA BARRA DE 30kV DESDE E, I.

Debido a las diferentes valores de potencias de cortocircuito que se tienen en la barra de 30kV, dependiendo si en ese momento existe generación generación distribuida aportando potencia al sistema es que los relés de protección tienen tres grupos de ajustes.

Para realizar los cambios de grupos de ajustes en los radiales de 30kV se implementó la siguiente condición:

“generación distribuida generando por este radial” OR “Potencia direccional”

La señal “generación distribuida generando por este radial” es provista por el estado del generador y la configuración de la red aguas abajo y es enviada por un medio de comunicación al relé del radial que esta conectado ese generador.

La señal “potencia direccional” es la manera indirecta de detectar desde el relé del radial que esta conectado ese generador, si el generador distribuido conectado está generando.

Cabe señalar que ninguna de las dos situaciones se cumplen para todas las situaciones ya que puede haber pérdida de comunicación con la primera y puede no detectar la segunda en caso que el consumo del radial donde está conectado el generador distribuido tenga una carga igual o mayor que la generada. De todas maneras son complementarias y es bueno contar con ambas.

En la fig. 5 se muestra un ejemplo de la variación de potencia vista por el radial con y sin generación distribuida en base de biomasa donde la potencia generada es constante.



Fig. 5: Esperado de la potencia entregada por el radial Rivera A con y sin generación distribuida.

La dificultad detectada fue que la función potencia direccional del relé no tenía la posibilidad de implementar una franja de histéresis entre las zonas de radial con generación distribuida y radial sin generación distribuida provocando que si la potencia por alguna razón se encuentra en ese límite provoca un cambio casi continuo de grupo de ajustes en los relés.

En los relés utilizados se logró implementar una lógica que contempla esta situación utilizando comparadores analógicos.

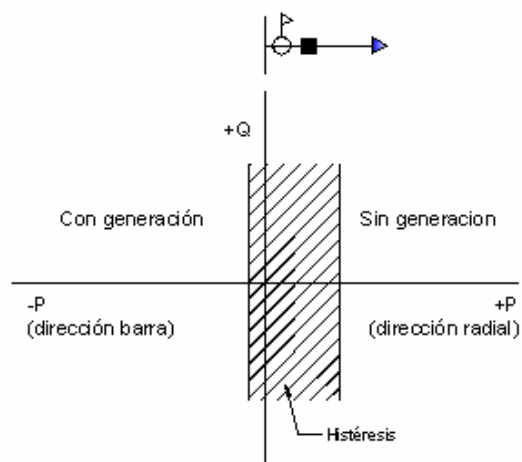


Fig. 6: Función de potencia implementada.

5.0 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y DATOS NECESARIOS QUE LOS PROVEEDORES DEBERÍAN SUMINISTRAR.

5.1 CON RESPECTO A LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA.

Es necesario que tanto las líneas de 150kV y los radiales de 30kV dispongan de transformadores de tensión en las tres fases del lado de línea o radial, ya que el condicionamiento del recierre “barra viva – línea muerta”, se debe de hacer para todas las fases. Si solo se pone medida de tensión en una fase se corre el riesgo que se produzca una falla permanente en la fase medida impidiendo que la función chequeo de sincronismo inhabilite el recierre.

5.2 CON RESPECTO A LAS FUNCIONES DEL RELÉ DE PROTECCIÓN DE LOS RADIALES.

Los relés de protección de los radiales deben tener por lo menos tres grupos de ajuste y que posean las siguientes funciones.

- Sobrecorriente de fase y tierra, temporizada e instantánea (50, 51, 50N, 51N)
- Sobrecorriente direccional de fase y tierra, temporizada e instantánea (67, 67N)
- Falla fusible (FUSE)
- Recierre (79)
- Chequeo de sincronismo (25CS)
- Sobretensión fase y tierra (59, 59N)
- Subtensión fase y tierra (27, 27N)
- Sobrefrecuencia (81O)
- Subfrecuencia (81U)
- Derivada de frecuencia (81 df/dt)
- Salto de vector (78)
- Potencia direccional (con histéresis o que se pueda crear en la lógica) (32)
- Falla interruptor (50BF)
- Supervisión de circuito de disparo (74TC)
- Localizador de falla (21FL)
- Registrador de oscilos y eventos.

5.3 CON RESPECTO A LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GENERADOR DISTRIBUIDO.

Con el objetivo de estudiar el comportamiento de la máquina en condiciones transitorias, por ejemplo, el comportamiento ante recierres monofásicos y trifásicos es necesario contar con el modelado del regulador de frecuencia y tensión, además del modelado eléctrico y mecánico del generador. Entre las características eléctricas del generador, interesa particularmente, la magnitud de corriente de secuencia inversa que soporta el generador durante un determinado tiempo.

Hay que tener presente que a medida que la potencia de generación distribuida instalada crece, mayor va a ser la potencia que se va a desconectar a la red durante una perturbación transitoria (recierre), con la consecuencia técnica y económica de tener funcionando una reserva de potencia rotante, que compense esa potencia desconectada del sistema.

En el caso del sistema radial Bonete – Rivera la potencia instalada de generación distribuida privada se estima en 42MVA.

Seguramente en un futuro próximo se solicite que los generadores distribuidos soporten un recierre.

6.0 CONCLUSIONES

La generación distribuida, este nuevo actor del sistema eléctrico de potencia, ha cambiado la concepción tradicional del flujo de energía, donde las fuentes de energía estaban instaladas en generación, y a través de transmisión llega a distribución. Ahora distribución también tiene fuente de energía.

Sin duda cuando tenemos generación en ambos extremos, obtenemos mejores prestaciones si contamos con secciones completas en ambos lados de la línea de transmisión y protección de barras de 150kV. Entre ellas se destaca el poder implementar recierre con apertura monopolar en las líneas de transmisión, con la ventaja de no perder al generador distribuido. Para este caso el generador distribuido debe soportar la circulación de corriente inversa que se pueda llegar a generar durante el transcurso del recierre monopolar.

De todas maneras es posible incorporar generación distribuida en sistemas radiales, de forma confiable y segura, si lo hacemos instalando sistemas de protección, control y comunicaciones que permitan aislar las fallas en forma selectiva en la mayoría de los casos.

Esta solución tiene el beneficio de poder aplazar las inversiones de la secciones de la línea de transmisión hasta que la potencia instalada de generación distribuida la justifique.

7.0 REFERENCIAS

- Criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español, editado en noviembre de 1995
- Manual relé GE F650, GEK-106310T
- Manual relé ZIV 8IRV, LIRV606Av07
- Curso protección de generación, transmisión y generación distribuida desafíos actuales y soluciones. Organizado por CIGRE y dictado por Ing. Santiago López Barba 18-19/11/08.

8.0 BIOGRAFÍA.



Luis F. Martínez nació el 13/11/1972. Egresó de la Universidad del Trabajo del Uruguay en 1996 como Ing. Tecnológico en Electrotecnia. Ingresó a UTE en 1994. Hasta 1997 desempeño funciones de montajes y puestas en servicio del Dpto. de Obras de la Gerencia Protecciones de Transmisión. Desde 1997 a 2005 desempeño funciones en el Dpto. de Mantenimiento realizando ensayos de relés electromecánicos, electrónicos y numéricos y desde 2005 a la fecha trabaja en la Subgerencia de Ingeniería de Protecciones realizando proyectos y ajustes de protecciones.